

РСТ

ВСЕМИРНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ  
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
Международное бюро



МЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА, ОПУБЛИКОВАННАЯ В СООТВЕТСТВИИ  
С ДОГОВОРом О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (РСТ)

<p>(51) Международная классификация изобретения <sup>6</sup>: E21B 43/20, 28/00</p>	<p>A1</p>	<p>(11) Номер международной публикации: WO 95/23909 (43) Дата международной публикации: 8 сентября 1995 (08.09.95)</p>
<p>(21) Номер международной заявки: PCT/RU94/00106 (22) Дата международной подачи: 18 мая 1994 (18.05.94) (30) Данные о приоритете: 94007734 4 марта 1994 (04.03.94) RU (71)(72) Заявители и изобретатели: ДЫБЛЕНКО Валерий Петрович [RU/RU]; 450080 Уфа, ул. Аксакова, д. 62, кв. 162 (RU) [DYBLENKO, Valery Petrovich, Ufa (RU)]. МАРЧУКОВ Евгений Ювенальевич [RU/RU]; 125083 Москва, Старый Петровско-Разумовский проезд, д. 5/13, кв. 65 (RU) [MARCHUKOV, Evgeny Juvenalievich, Moscow (RU)]. ТУФАНОВ Илья Александрович [RU/RU]; 450000 Уфа, ул. Кирова, д. 46, кв. 21 (RU) [TUFANOV, Ilya Alexandrovich, Ufa (RU)]. ШАРИФУЛЛИН Ризшат Яхиевич [RU/RU]; 540000 Уфа-54, пр. Октября, д. 114, кв. 25 (RU) [SHARIFULLIN, Rishat Yakhievich, Ufa-54 (RU)].</p>	<p>(81) Указанные государства: AT, AU, BB, BG, BR, BY, CA, CH, CN, CZ, DE, DK, ES, FI, GB, HU, JP, KR, KZ, LK, LU, MG, MN, MW, NL, NO, NZ, PL, PT, RO, SD, SE, SK, UA, US, VN, европейский патент (AT, BE, CH, DE, DK, ES, FR, GB, GR, IE, IT, LU, MC, NL, PT, SE), патент OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, ML, MR, NE, SN, TD, TG).  Опубликована С отчетом о международном поиске.</p>	
<p>(54) Title: METHOD OF EXPLOITING AN OIL-BEARING SEAM</p>		
<p>(54) Название изобретения: СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА</p>		
<p>(57) Abstract</p>		
<p>Water passes through a pump-compressor pipe (3) to the inlet of the working nozzle of the bottom hole injector (2). Gas-water foam from a low-pressure ejector (1) is pumped into the space (6) between the pipes. A water-gas mixture with an acceptable gas content and the requisite high injection pressure into the seam is formed below the packer (4) at the outlet of the diffuser of the injector (2). The water-gas mixture passing through the hydrodynamic generator (5) produces elastic vibrations. The water-gas mixture is injected into the seam, the mixture effectively penetrating the pores and crevices of low permeability in the reservoir rock and a greater volume of the seam can be treated by the injection process. The proposed method is recommended for the exploitation of fields where the reserves are hard to extract and for the extraction of oil from heterogeneous seams of low permeability. The method permits the use of simpler technology, since it does not require specialized equipment at the surface for handling high-pressure gas. It also allows a substantial saving in materials and equipment and no major capital investment is needed when the method is applied under field conditions.</p>		

Через трубы НКТ (3) на вход в рабочее сопло забойного инжектора (2) поступает вода, а по межтрубному пространству (6) подаст газоводяную пену от низконапорного эжектора (1). Под пакером (4) на выходе из диффузора инжектора (2) образуется водогазовая смесь с приемлимым газосодержанием и требуемым высоким давлением закачки в пласт. Проходя через гидродинамический генератор (5) водогазовая смесь производит упругие колебания. Водогазовую смесь закачивают в пласт, при этом происходит эффективное проникновение водогазовой смеси в низкопроницаемые поры и трещины коллектора и осуществляется закачка с увеличением охвата пласта воздействием.

Способ рекомендуется для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами а также для извлечения нефти из неоднородных и слабопроницаемых пластов. Способ упрощает технологию, так как нет необходимости применения специальной наземной техники для подготовки газа высокого давления. Существенно экономятся материально-технические средства, нет больших капиталовложений при внедрении метода в промышленных условиях.

#### ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ИНФОРМАЦИИ

Коды, используемые для обозначения стран-членов РСТ на титульных листах брошюр, в которых публикуются международные заявки в соответствии с РСТ.

AT	Австрия	FI	Финляндия	MR	Мавритания
AU	Австралия	FR	Франция	MW	Малави
BB	Барбадос	GA	Габон	NE	Нигер
BE	Бельгия	GB	Великобритания	NL	Нидерланды
BF	Буркина Фасо	GN	Гвинея	NO	Норвегия
BG	Болгария	GR	Греция	NZ	Новая Зеландия
BJ	Бенин	HU	Венгрия	PL	Польша
BR	Бразилия	IE	Ирландия	PT	Португалия
CA	Канада	IT	Италия	RO	Румыния
CF	Центральноафриканская Республика	JP	Япония	RU	Российская Федерация
BY	Беларусь	KP	Корейская Народно-Демократическая Республика	SD	Судан
CG	Конго	KR	Корейская Республика	SE	Швеция
CH	Швейцария	KZ	Казахстан	SI	Словения
CI	Кот д'Ивуар	LI	Лихтенштейн	SK	Словакия
CM	Камерун	LK	Шри Ланка	SN	Сенегал
CN	Китай	LU	Люксембург	TD	Чад
CS	Чехословакия	LV	Латвия	TG	Того
CZ	Чешская Республика	MC	Монако	UA	Украина
DE	Германия	MG	Малагаскар	US	Соединенные Штаты Америки
DK	Дания	ML	Мали	UZ	Узбекистан
ES	Испания	MN	Монголия	VN	Вьетнам

## СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть эффективно использовано при разработке нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

5 Известны способы разработки нефтяных месторождений с применением водогазового воздействия на пласт ( Авт.свид. СССР N 1546618, МКИ E21B 43/22, 1990г.; Пат.США N 3882940 НКИ 166-273, 1975г.).

Недостатком известных способов является низкая эффективность разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Известен способ разработки нефтяного пласта, включающий закачку воды и газа в нефтяной пласт одновременно по  
раздельным линиям с последующим смешением их эжектированием на заданной глубине ( Авт. свид СССР N 1810505 МКИ  
15 E21B 43/22, 1993г.). Недостатками известного способа являются малое расходное газосодержание приготавливаемой водогазовой смеси, связанное с невозможностью достижения в таких условиях струйным эжектором одновременно высокого  
20 значения коэффициента инжекции и требуемого давления закачки смеси в пласт, низкая эффективность охвата воздействием неоднородных и слабопроницаемых пластов и значительные материальные затраты, связанные с необходимостью использования специальной наземной техники и оборудования  
25 для подготовки на устье газа высокого давления.

Задача изобретения - повышение эффективности вытеснения нефти из пласта за счет увеличения охвата неоднородных и слабопроницаемых пластов воздействием при повышении эффективности приготовления и закачки водогазовой смеси в  
30 пласт, расширение применимости метода по геологофизическим условиям скважин, упрощение технологии и уменьшение

материальных затрат.

Задача достигается тем, что в известном способе разработки нефтяного пласта, включающем закачку воды и газа в нефтяной пласт одновременно по отдельным линиям с последующим смешиванием их эжектированием на заданной глубине, согласно изобретению в газовую линию закачивают предварительно полученную на устье скважины стабильную газоводяную пену, причем закачку ее ведут до обрабатываемого интервала перфорации, где смешивают пену и воду в высоконапорном струйном инжекторе, а полученную водогазовую смесь закачивают в пласт под воздействием упругих колебаний. При этом:

а) Пену на устье лучше всего получать эжектированием путем подачи газа под давлением 0,05-1,0 МПа, а воды под давлением 10,0-30,0 МПа.

б) Воздействие упругими колебаниями при закачке в пласт водогазовой смеси лучше всего осуществлять гидродинамическим генератором.

В предлагаемом способе: в газоводяной пене при входе в струйный инжектор на глубине забоя скважины под влиянием гравитации создается давление, достаточное для эффективного струйного смесеобразования газоводяной смеси с достаточно высокими и расходным газосодержанием и давлением закачки в пласт; поскольку в пенной системе подвижность газа существенно уменьшается, то предотвращается расслаивание газовой смеси при движении по отводу скважины; воздействие низкочастотными упругими колебаниями приводит к дополнительной диспергации и повышает стабильность образования газожидкостной системы, а также способствует более эффективному проникновению газовых пузырьков и воды в поры коллектора пласта по всему интервалу перфорации скважины, что приводит к увеличению охвата неоднородных и слабопроницаемых пластов процессом вытеснения, и, в конечном итоге, к увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Отсутствие необходимости подготовки на устье газа высоко-

го давления существенно упрощает технологии и приводит к значительной экономии материальных и технических средств, ненужности существенных капиталовложений для внедрения способа.

5 На чертеже показано устройство для реализации предлагаемого способа.

10 Устройство содержит струйный эжектор 1 с низконапорными рабочими характеристиками и повышенным значением коэффициента инжекции газа, который устанавливается на входе в затрубье скважины, струйный забойный инжектор 2 с  
15 высоконапорными рабочими характеристиками и средним значением коэффициента инжекции, установленный на спускаемых в скважину насосно-компрессорных трубах 3 выше пакера 4, гидродинамический генератор 5, установленный на выходе  
15 инжектора под пакером 4 на глубине интервала перфорации пласта. В качестве газовой линии используется межтрубное пространство 6.

Способ осуществляют следующим образом. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб 3 (НКТ) на глубину интервала перфорации спускают гидродинамический генератор 5, пакер 4 и струйный инжектор 2. На устье колонну НКТ 3  
20 обвязывают с водоводом высокого давления, а ко входу в межтрубное пространство подключают установленный в трубе низконапорный струйный эжектор 1, у которого вход в  
25 рабочее сопло также подключен к водоводу высокого давления, а вход в камеру смешения соединен с газовой линией низкого давления. На начальном этапе, до заполнения межтрубного пространства 6 скважины пеной, скважину компрессируют, для чего к газовой линии подключают сначала ком-  
30 прессор. После этого на рабочее сопло эжектора 1 подают воду под высоким (10 – 30 МПа) давлением, а в камеру смешения газ под низким (0,05 – 1,0 МПа) давлением. При распылении воды высокого давления в низконапорном струйном  
35 эжекторе 1 образуется пена высокого расходного газосодержания, которую подают в межтрубное пространство 6 скважины с невысоким напорным давлением. Для улучшения пено-

образования и повышения стабильности газоводяной смеси в воду добавляют поверхностноактивные и пеностабилизирующие вещества. Через трубы НКТ 3 на вход в рабочее сопло забойного инжектора 2 подают воду, а по межтрубному пространству 6 на вход в камеру смешения забойного инжектора 2 подают газоводяную пену от низконапорного эжектора 1. При продвижении по стволу вглубь скважины давление в газоводяной пене растет и на глубине забоя над пакером 4, становится достаточно высоким для эффективного струйного ин-  
5     жектирования, так что под пакером 4 на выходе из диффузора инжектора 2 образуется водогазовая смесь с приемлемым газосодержанием и требуемым высоким давлением закачки в пласт. Проходя через гидродинамический генератор 5 водогазовая смесь продуцирует упругие колебания и при этом за-  
10     счет вихревых и динамических процессов в генераторе дополнительно диспергируется и стабилизируется. Под воздействием колебаний давления водогазовую смесь закачивают в пласт, при этом происходит эффективное проникновение водогазовой смеси в низкопроницаемые поры и трещины коллек-  
15     тора и осуществляется закачка с увеличением охвата пласта воздействием.

В некоторых случаях при недостаточном напоре воды на устье закачку водогазовой смеси в пласт проводят без специального генератора в поле упругих колебаний, создаваемых при работе забойного инжектора 2.  
25     

Ниже приведен конкретный пример реализации способа: пусть нефтяная площадь эксплуатируется методом искусственного поддержания пластового давления и разбуривается рядами эксплуатационных и нагнетательных скважин; имеется  
30     нагнетательная скважина с 5- дюймовой колонной, глубина интервала перфорации 2700 метров, приемистость 300 куб.м/сут при забойном давлении закачки 28 МПа. В скважину спускают колонну 2-х дюймовых насосно - компрессорных труб с установленными на ней забойным струйным инжектором, пакером и гидродинамическим генератором. Струйный  
35     инжектор и гидродинамический генератор конструкции "АРМС-

МЕДИТ". Глубина установки генератора 2705 м, пакера 2700 м. Осуществляют посадку пакера. Характеристики струйного забойного инжектора рассчитаны согласно методике "АРМС - МЕДИТ" по условиям закачки водогазовой смеси в пласт и соответствуют устьевому давлению воды в водоводе в 18 МПа. Частота и амплитуда колебаний давления генератора выбирается в соответствии с геолого-физическими условиями данного месторождения по методике, имеющейся у авторов патента. Межтрубное пространство скважины соединяют с патрубком, в котором установлен низконапорный струйный эжектор, обеспечивающий смешение воды и газа низкого давления с расходным газосодержанием образующейся пены в 0,65-0,8. После компрессирования скважины на вход камеры смешения эжектора подключают линию попутного газа, а вход рабочего сопла эжектора и НКТ обвязывают с водоводом. В струйном эжекторе производится образование газовой пены, которая поступает в затрубье скважины под давлением 0,3-0,5 МПа. На забое скважины над пакером давление в газовой пене достигает 8-9 МПа. В забойном инжекторе пена смешивается с поступающей по НКТ водой и поступает под пакер с давлением 28,5 МПа с расходом 3,5 куб.дм/сек, что соответствует приемистости скважины при данных условиях. Расходное газосодержание образующейся под пакером смеси 0,4-0,5. Водогазовая смесь закачивается через скважину в пласт. Увеличение охвата нефтеносного пласта при вытеснении нефти водогазовой смесью и прилегающим эксплуатационным скважинам приводит к дополнительному нефтеизвлечению из нефтяной залежи и повышению коэффициента нефтеотдачи.

Преимущества метода:

- 30 - возможность использования для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, для извлечения нефти из неоднородных и слабопроницаемых пластов;
- упрощение технологии, отсутствие необходимости применения специальной наземной техники для подготовки газа
- 35 - существенная экономия материально-технических средств

- при использовании метода;
- ненужность больших капиталовложений при внедрении метода в промышленных условиях.

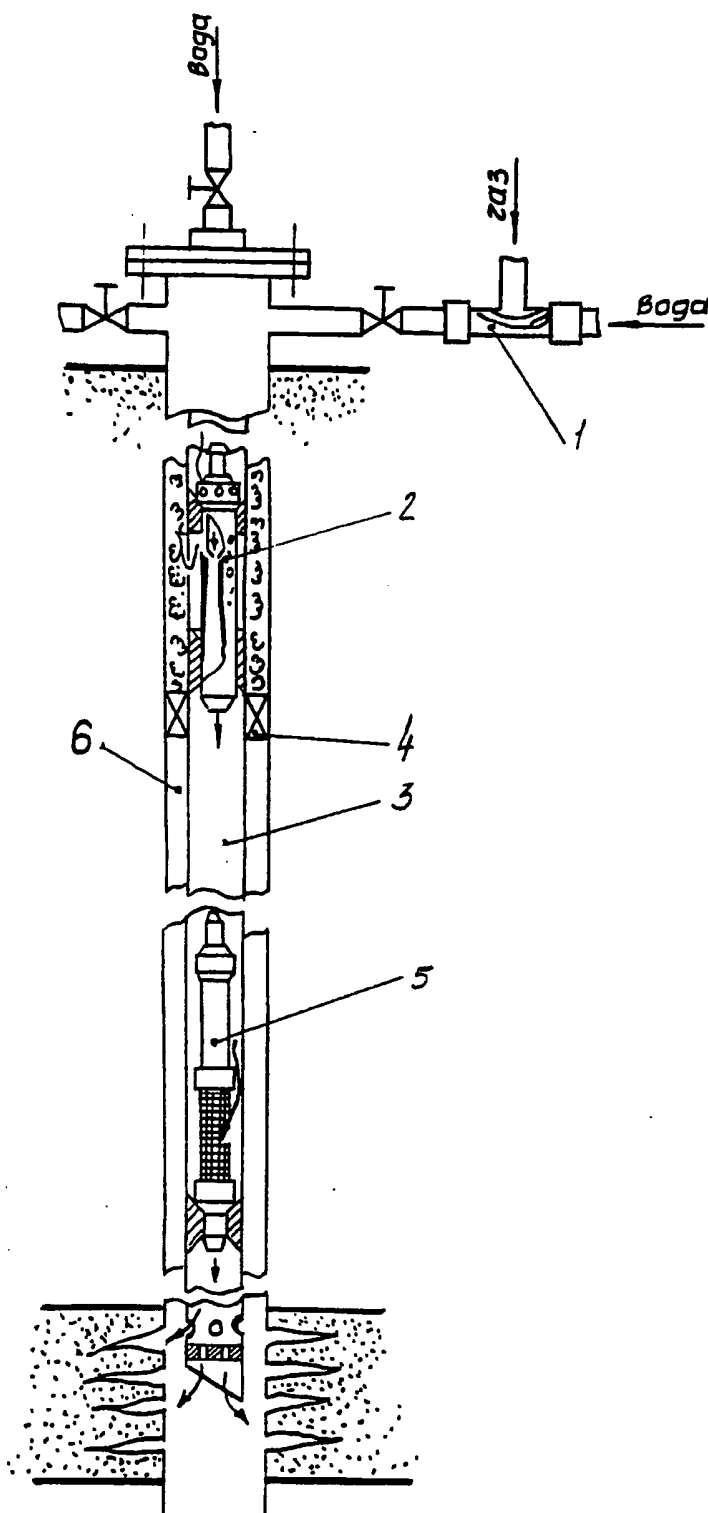


## Формула изобретения

1. Способ разработки нефтяного пласта, включающий закачку воды и газа в нефтяной пласт одновременно по раздельным линиям с последующим смешиванием их эжектированием на заданной глубине, отличающийся тем, что в газовую линию закачивают предварительно полученную на устье скважины стабильную газоводяную пену, причем закачку ее ведут до обрабатываемого интервала перфорации, где смешивают пену и воду в высоконапорном струйном инжекторе, а полученную водогазовую смесь закачивают в пласт под воздействием упругих колебаний.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что пену на устье получают эжектированием путем подачи газа под давлением 0,05-1,0 МПа, а воды - 10,0-30,0 МПа.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что воздействие упругими колебаниями при закачке в пласт водогазовой смеси осуществляют гидродинамическим генератором.



# INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/RU 94/00106

## A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC6 : E21B 43/20, 28/00

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

## B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

IPC6 : E21B 43/00, 43/16, 43/20, 43/22, 43/25, 43/27, 43/28

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

## C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	SU, A1, 173171 (GADIEV S.G.M.R), 4 July 1969 (04.07.69)	1,2
A	SU, A1, 1548402 ( SPETSIALNOE KONSTRUKTORSKOE BJURO GIDROIMPULSNOI TEKHNIKI SO AN SSSR), 7 March 1990 (07.03.90)	3
A	SU, A, 4280558 (ALBERT G. BODINE), 28 July 1981 (28.07.81)	1,2
A	SU A, 4702315 (ALBERT G. BODINE), 27 October 1987 (27.10.87)	1,2

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.

☐ See patent family annex.

\* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier document but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance: the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance: the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

1 October 1994 (01.10.94)

Date of mailing of the international search report

17 November 1994 (17.11.94)

Name and mailing address of the ISA/ RU

Authorized officer

Facsimile No.

Telephone No.

# ОТЧЁТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Международная заявка No  
PCT/RU94/00106

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ: E21B 43/20, 28/00  
Согласно Международной патентной классификации (МКИ-6)

В. ОБЛАСТИ ПОИСКА:

Проверенный минимум документации (Система классификации и индексы): МКИ-6 E21B 43/00, 43/16, 43/20, 43/22, 43/25, 43/27, 43/28

Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки:

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (названия базы и, если возможно, поисковые термины):

С. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория *)	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту No.
A	SU, A1, 173171 (ГАДИЕВ С.Г.М.Р.), 4 июля 1969 (04.07.69)	1,2
A	SU, A1, 1548402 (СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО ГИДРОИМПУЛЬСНОЙ ТЕХНИКИ СО АН СССР), 7 марта 1990 (07.03.90)	3
A	US, A, 4280558 (ALBERT G. BODINE), 28 июля 1981 (28.07.81)	1,2
A	US, A, 4702315 (ALBERT G. BODINE), 27 октября 1987 (27.10.87)	1,2

☐ последующие документы указаны в продолжении графы С ☐ данные о патентах-аналогах указаны в приложении

\* Особые категории ссылочных документов:

"А" - документ, определяющий общий уровень техники.

"Е" - более ранний документ, но опубликованный на дату международной подачи или после нее.

"О" - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"Р" - документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета.

"Т" - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения.

"Х" - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну и изобретательский уровень.

"У" - документ, порочащий изобретательский уровень в сочетании с одним или несколькими документами той же категории.

"&" - документ, являющийся патентом-аналогом.

Дата действительного завершения международного поиска  
1 октября 1994 (01.10.94)

Дата отправки настоящего отчета о международном поиске  
17 ноября 1994 (17.11.94)

Наименование и адрес Международного поискового органа:  
Всероссийский научно-исследовательский институт государственной патентной экспертизы, Россия, 121858, Москва, Бережковская наб. 30-1  
факс (095)243-33-37, телетайп 114818 ПОДАЧА

Уполномоченное лицо:

А.Симецкая

тел. (095)240-58-88

WORLD INTELLECTUAL  
PROPERTY ORGANIZATION

PCT

International Bureau

INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED PURSUANT  
TO THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)



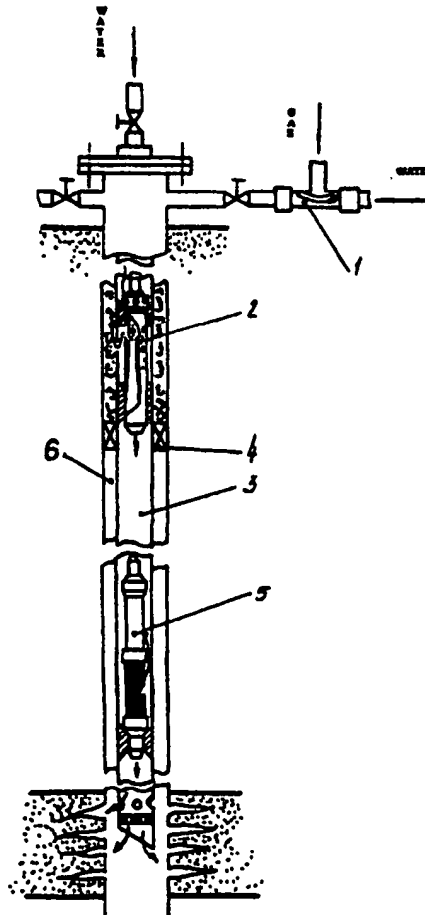
<p>(51) International classification of the invention <sup>6</sup> : E21B 43/20, 28/00</p>	<p>A1</p>	<p>(11) International publication number: WO 95/23909 (43) Date of international publication: 8 September 1995 (08/09/95)</p>
<p>(21) International application number: PCT/RU94/00106 (22) Date of international filing: 18 May 1994 (05/18/94) (30) Priority data: 94007734 4 March 1994 (03/0494) RU (71)(72) Applicants and inventors: Valeriy Petrovich DY- BLENKO (RU/RU); 62 Aksakov St., Apt. 162, Ufa 450080 (RU); Yevgeniy Yuvenalyevich MARCHUKOV (RU/RU); 5/13 Staryy Petrovsko- Razumovskiy Lane, Apt. 65, Moscow 125083 (RU); Ilya Aleksandrovich TUFANOV (RU/RU); 46 Kirov St., Apt. 21, Ufa 450000; Rishat Yakhi- yevich SHARIFULLIN (RU/RU); 114 Oktyabr Ave., Apt. 25, Ufa-54 540000 (RU)</p>		<p>(81) Specified nations: AT, AU, BB, BG, BR, BY, CA, CH, CN, CZ, DE, DK, ES, FI, GB, HU, JP, KP, KR, KZ, LK, LU, MG, MN, MW, NL, NO, NZ, PL, PT, RO, SD, SE, SK, UA, US, VN, European patent (AT, BE, CH, DE, DK, ES, FR, GB, GR, IE, IT, LU, MC, NL, PT, SE), patent OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, ML, MR, NE, SN, TD, TG).  Published With an International Search Report</p>

(54) Title: METHOD OF EXPLOITING AN OIL-BEARING SEAM

(54) Title of the invention: METHOD FOR THE DEVELOPMENT OF  
AN OIL FORMATION

(57) Abstract

Water passes through a pump-compressor pipe (3) to the inlet of the working nozzle of the bottom hole injector (2). Gas-water foam from a low-pressure ejector (1) is pumped into the space (6) between the pipes. A water-gas mixture with an acceptable gas content and the requisite high injection pressure into the seam is formed below the packer (4) at the outlet of the diffuser of the injector (2). The water-gas mixture passing through the hydrodynamic generator (5) produces elastic vibrations. The water-gas mixture is injected into the seam, the mixture effectively penetrating the pores and crevices of low permeability in the reservoir rock and a greater volume of the seam can be treated by the injection process. The proposed method is recommended for the exploitation of fields where the reserves are hard to extract and for the extraction of oil from heterogeneous seams of low permeability. The method permits the use of simpler technology, since it does not require specialized equipment at the surface for handling high-pressure gas. It also allows a substantial saving in materials and equipment and no major capital investment is needed when the method is applied under field conditions.



**(57) Abstract**

Water proceeds through the tubing (3) to the working nozzle inlet of the bottomhole injector (2) and a gas-water foam is then fed through the annulus (6) from a low-pressure ejector (1). A gas-water mixture with an acceptable gas content and the requisite high formation injection pressure is created under the packer (4) at the diffuser outlet of the injector (2). When it passes through the hydrodynamic generator (5), this gas-water mixture produces elastic vibrations. The gas-water mixture is injected into the formation, during which it efficiently infiltrates the reservoir's poorly permeable pores and fissures. Injection is accomplished with an increase in formation treatment coverage.

The method at hand is recommended for the development of fields that have hard-to-recover reserves, as well as for the extraction of oil from inhomogeneous and poorly permeable formations. This method simplifies the process, since it does not require the use of special surface equipment for high-pressure gas preparation. It affords considerable savings of materials and equipment, nor are any large capital investments involved in the subject technique's introduction under field conditions.

**FOR INFORMATION PURPOSES ONLY**

Codes used to designate PCT member nations on the title pages of the brochures in which international applications are published pursuant to the PCT.

AT	Austria	FI	Finland	MR	Mauritania
AU	Australia	FR	France	MW	Malawi
BB	Barbados	GA	Gabon	NE	Niger
BE	Belgium	GB	Great Britain	NL	Netherlands
BF	Burkina Faso	GN	Guinea	NO	Norway
BG	Bulgaria	GR	Greece	NZ	New Zealand
BJ	Benin	HU	Hungary	PL	Poland
BR	Brazil	IE	Ireland	PT	Portugal
CA	Canada	IT	Italy	RO	Romania
CF	Central African Republic	JP	Japan	RU	Russian Federation
BY	Belarus	KP	Korean People's Democratic Republic	SD	Sudan
CG	Congo	KR	Korean Republic	SE	Sweden
CH	Switzerland	KZ	Kazakhstan	SI	Slovenia
CI	Ivory Coast	LI	Liechtenstein	SK	Slovakia
CM	Cameroon	LK	Sri Lanka	SN	Senegal
CN	China	LU	Luxembourg	TD	Chad
CS	Czechoslovakia	LV	Latvia	TG	Togo
CZ	Czech Republic	MC	Monaco	UA	Ukraine
DE	Germany	MG	Madagascar	US	United States of America
DK	Denmark	ML	Mali	UZ	Uzbekistan
ES	Spain	MN	Mongolia	VN	Vietnam

## METHOD FOR THE DEVELOPMENT OF AN OIL FORMATION

The invention at hand pertains to the oil-producing industry and can be used during the development of oil fields that have hard-to-recover oil reserves.

Methods already exist for the development of oil fields using gas-water formation treatment [Union of Soviet Socialist Republics (USSR) Inventor's Certificate No. 1546618, International Patent Classification (IPC) E21B 43/22, 1990; United States (US) Patent No. 3882940, National Patent Classification (NPC) 166-273, 1975].

One shortcoming of these known methods consists of the poor efficiency of the development of oil fields that have hard-to-recover oil reserves.

An oil formation development method already exists that includes the injection of water and gas into the oil formation at the same time through different lines and their subsequent mixing by means of ejection at a predetermined depth (USSR Inventor's Certificate No. 1810505, IPC E21B 43/22, 1993). The shortcomings of this method consist of the low consumption gas content of the prepared gas-water mixture, which is due to the jet ejector's inability to simultaneously achieve a high injection factor value and the requisite mixture formation injection pressure under these conditions, and the poor efficiency of inhomogeneous and poorly permeable formation treatment coverage, together with considerable the cost of materials, which are due to the need for using special surface hardware and equipment to prepare the high-pressure gas at the wellhead.

The objective of the invention at hand consists of enhancing the efficiency of oil displacement from a formation by means of increasing inhomogeneous and poorly permeable formation treatment coverage, while simultaneously improving the efficiency of gas-water mixture preparation and injection into a formation, expanding the technique's applicability as far as well geophysical conditions, simplifying the process, and reducing the material costs.

## 2

This objective is achieved by virtue of the fact that, within an existing oil formation development method that includes the injection of water and gas into an oil formation at the same time through separate lines, with their subsequent mixing by means of ejection at a predetermined depth, the invention at hand calls for a stable gas-water foam generated beforehand at the wellhead to be injected into the gas line. This foam is then injected to the perforation interval being treated, where it is mixed with water in a high-pressure jet injector, with the resultant gas-water mixture being injected into the formation under the influence of elastic vibrations. Here:

a) The foam is best generated at the wellhead by means ejection, with the gas being delivered at a pressure of 0.05-1.0 megapascals (MPa) and the water at a pressure of 10.0-30.0 MPa.

b) The elastic vibration effect associated with gas-water mixture injection into a formation is best achieved using a hydrodynamic generator.

Using the proposed method: a pressure adequate for the efficient jet blending of a gas-water mixture with a sufficiently high consumption gas content and formation injection pressure is created within a gas-water foam at the jet injector inlet at the well bottomhole depth under the influence of gravitation; since the mobility of the gas within the foam system is significantly reduced, the separation of the gas-water mixture as it moves along the well vent is precluded; the influence of the low-frequency elastic vibrations results in supplemental dispersion and enhances the stability of the gas-liquid system's creation, in addition to which it facilitates the more efficient penetration of the gas bubbles and water into the formation reservoir pores along the well's entire perforation interval, thereby leading to an increase in inhomogeneous and poorly permeable formation coverage by the displacement process and ultimately to an increase in the oil recovery factor.

The lack of the necessity of preparing a high-pressure gas at the well-



## 3

head appreciably simplifies the process and results in considerable savings of materials and equipment, as well as the needlessness of substantial capital investments for the method's introduction.

An apparatus that facilitates the use of the proposed method is shown in the illustration.

This device contains a jet ejector, 1, with low-pressure operating characteristics and an increased gas injection factor value, which is installed at the well annulus inlet, a jet bottomhole injector, 2, with high-pressure operating characteristics and an intermediate injection factor value, which is installed within the tubing, 3, that is lowered into the well above the packer, 4, and a hydrodynamic generator, 5, which is installed at the injector outlet above packer 4 at the formation perforation interval depth. The annulus, 6, serves as the gas line.

The method under discussion is used in the following manner. Hydrodynamic generator 5, packer 4, and jet injector 2 are lowered into a well to the perforation interval depth within tubing 3. At the wellhead, tubing 3 is joined to a water line and pipe-mounted low-pressure jet ejector 1, the working nozzle inlet of which is connected to a high-pressure water line, is also connected to the annulus inlet, while the mixing chamber inlet is connected to a low-pressure gas line. During the initial step, before well annulus 6 is filled with foam, the well is pressurized, to which end a compressor is first connected to the gas line. Thereafter, water is fed to ejector 1's working nozzle at a high pressure (10-30 MPa), while gas is fed into the mixing chamber at a low pressure (0.05-1.0 MPa). When the high-pressure water is sprayed, a foam with a high consumption gas content is formed within low-pressure jet ejector 1, which is then fed into well annulus 6 at a high forward pressure. In order to improve foam generation and increase the gas-water mixture's stabil-

ity, surfactants and foam-stabilizing agents are added to the water. This water is fed through tubing 3 to the working nozzle inlet of bottomhole injector 2, while the gas-water foam from low-pressure ejector 1 is fed through annulus 6 to the mixing chamber inlet of bottomhole injector 2. The pressure of the gas-water foam increases as it moves through the hole deeper into the well and ultimately becomes high enough to facilitate efficient jet injection at the bottomhole depth above packer 4, so that a gas-water mixture with an acceptable gas content and the requisite high formation injection pressure is created under packer 4 at injector 2's diffuser outlet. In passing through hydrodynamic generator 5, the gas-water mixture produces elastic vibrations; thus, it is supplementally dispersed and stabilized within the generator as a result of vortical and dynamic processes. The gas-water mixture is injected into the formation under the influence of pressure fluctuations, during which it efficiently penetrates the reservoir's poorly permeable pores and fissures; therefore, injection is accomplished with an increase in formation treatment coverage.

Under certain conditions wherein the water pressure at the wellhead is insufficient, the gas-water mixture is injected into the formation without a special generator in the elastic vibration field created during the operation of bottomhole injector 2.

An actual example of this method's use is presented below: Let's assume that an oil pool is being exploited via the artificial maintenance of formation pressure and that development and injection wells are being drilled in rows. There is an injection well with a 5-inch column, the perforation interval depth is 2,700 meters (m), and the injectivity is 300 cubic meters ( $\text{m}^3$ ) per day at a bottomhole injection pressure of 28 MPa. A string of 2-inch tubing with a bottomhole jet injector, a packer, and a hydrodynamic generator installed therein is lowered into the well. The jet injector and the hydrodynamic generator are the ARMS-MEDIT type. The generator and packer

placement depths are 2,705 m and 2,700 m, respectively. The packer is seated. The characteristics of the bottomhole jet injector are set using the ARMS-MEDIT procedure based on the conditions of gas-water mixture injection into the formation and correspond to a wellhead water pressure in the water line of 18 MPa. The generator pressure fluctuation frequency and amplitude were selected so as to match the geophysical conditions in place within a given field using the procedure at the disposal of the authors of this patent. The well annulus is connected to a pipe junction within which a low-pressure jet ejector has been installed that ensures water and low-pressure gas mixing, during which the consumption gas content in the resultant foam is 0.65-0.8. Following well pressurization, an associated gas line is connected to the ejector's mixing chamber inlet, while the ejector's working nozzle inlet and the tubing are joined to the water line. A gas-water foam is generated within the jet ejector that proceeds to the well annulus at a pressure of 0.3-0.5 MPa. The pressure of the gas-water foam at the well bottomhole above the packer reaches 8-9 MPa. Inside the bottomhole injector, the foam is mixed with the water that arrives through the tubing. The resultant mixture moves under the packer at a pressure of 28.5 MPa and a flow rate of 3.5 cubic inches (in<sup>3</sup>) per second (sec), which matches the well's injectivity under these conditions. The consumption gas content of the mixture formed under the packer is 0.4-0.5. The gas-water mixture is injected through the well into the formation. The increase in oil-bearing formation coverage during oil displacement by the gas-water mixture and the adjacent development wells results in supplemental oil extraction from the oil pool and an increase in the oil recovery factor.

The advantages of this technique consist of:

- the possibility of its use to develop fields that have hard-to-recover reserves, as well as to extract oil from inhomogeneous and poorly permeable formations;
- the simplification of the process and the lack of a need for using special surface equipment to prepare the high-pressure gas;

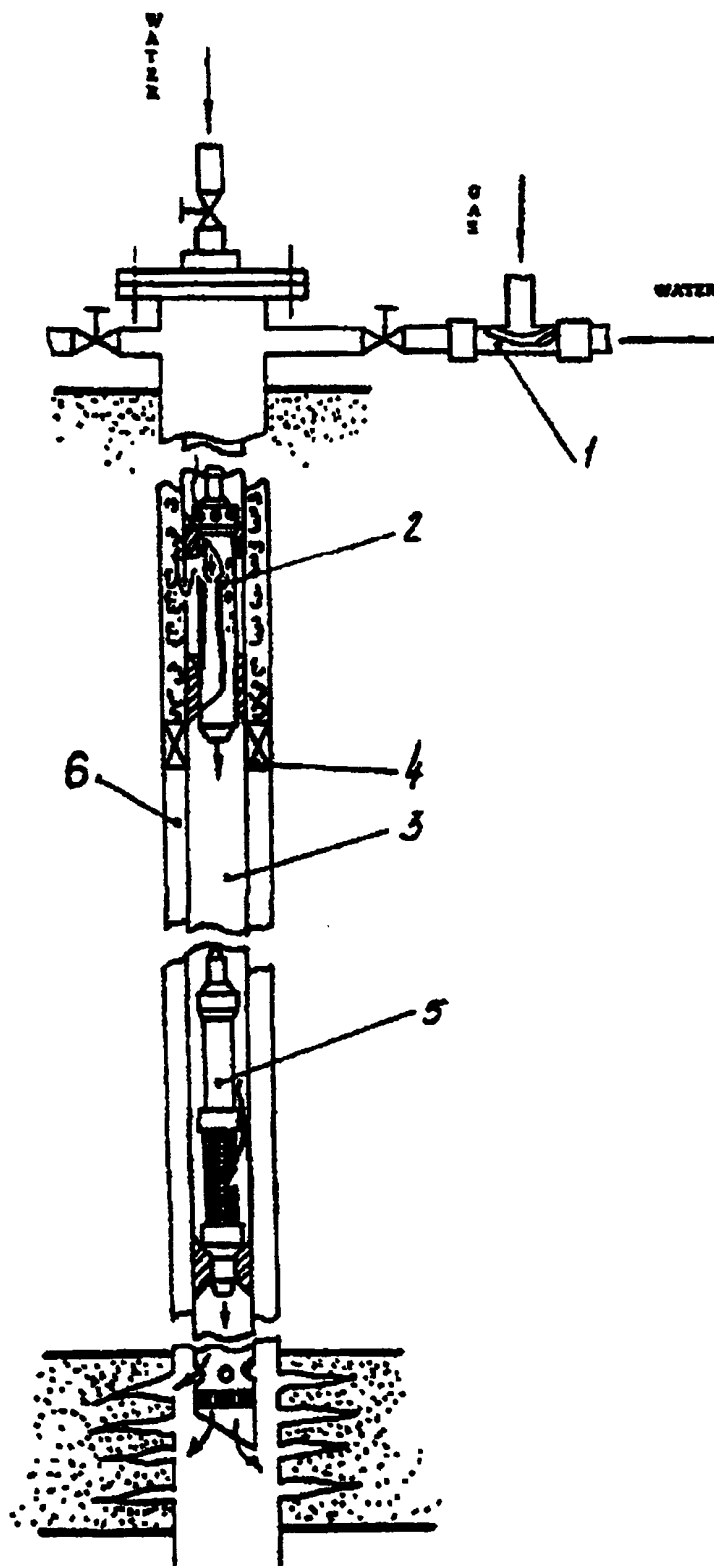
- the considerable savings of materials and equipment when this technique is used, and;
- the needlessness of large capital investments during the subject technique's introduction under field conditions.

1. This method for the development of an oil formation, which includes the injection of water and gas into the oil formation at the same time through separate lines, with their subsequent mixing by means of ejection at a predetermined depth, is distinctive in that a stable gas-water foam previously prepared at the wellhead is injected into the gas line. Here, this foam is injected to the perforation interval being treated, where the foam and water are blended within a high-pressure jet injector and the resultant gas-water mixture is injected into the formation under the influence of elastic vibrations.

2. The method described in paragraph 1 is distinctive in that the foam is generated at the wellhead via ejection by means of delivering the gas at a pressure of 0.05-1.0 MPa and the water at a pressure of 10.0-30.0 MPa.

3. The method described in paragraph 1 is distinctive in that a hydrodynamic generator creates the elastic vibration effect associated with the injection of the gas-water mixture into a formation.

1/1



## INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/RU 94/00106

## A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC6 : E21B 43/20, 28/00

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

## B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

IPC6 : E21B 43/00, 43/16, 43/20, 43/22, 43/25, 43/27, 43/28

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

## C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	SU, A1, 173171 (GADIEV S.G.M.R), 4 July 1969 (04.07.69)	1,2
A	SU, A1, 1548402 ( SPETSIALNOE KONSTRUKTORSKOE BJURO GIDROIMPULSNOI TEKHNIKI SO AN SSSR), 7 March 1990 (07.03.90)	3
A	SU, A, 4280558 (ALBERT G. BODINE), 28 July 1981 (28.07.81)	1,2
A	SU A, 4702315 (ALBERT G. BODINE), 27 October 1987 (27.10.87)	1,2

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.☐ See patent family annex.

\* Special categories of cited documents:

"A" documents defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier document but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to underpin the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance: the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance: the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"Z" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

1 October 1994 (10/01/94)

Date of mailing of the international search report

17 November 1994 (11/17/94)

Name and mailing address of the ISA/RU All-Russian State Patent Examination Research Institute, 30-1 Berezhkovskaya Shore Rd., Moscow, Russia, 121858

Authorized officer

A. Simetskaya

Facsimile No. (095) 243-33-37 Teletype: 114818 PODACHA

Telephone No. (095) 240-58-88

**Translator's Note:** The final page of this document consists of an exact reproduction of the preceding page in the Russian language and has not been retranslated.